

“三桶油”加氢
网络如何布局?
扫码了解更多

“氢”风徐来 “站”放精彩

工程建设公司(SEI)积极探索加氢站技术开发和工程设计,助力中国石化打造氢能产业亮丽名片

▲由SEI设计的庆国街加氢站是北京地区中国石化首座服务北京冬奥会加氢站,日供氢能力1500千克。

(资料图)

阅读提示

发展氢能产业,构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系,对于推动可再生能源消纳利用和终端用能的清洁替代有着极为重要的意义。2022年3月,国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》,明确了氢能在未来国家能源体系中的重要战略地位。加氢站作为连接氢能利用上下游产业链的关键设施,将在未来氢能产业化、商业化的发展进程中发挥积极的作用。

中国石化拥有国内最大的制氢能力,依托庞大的加油站体系,更有利于加氢站网络布局。“十四五”期间,中国石化规划建设加氢站600-1000座,加氢服务能力2万-20万吨/年。炼化工程企业紧跟大势,纷纷开展自主知识产权加氢站技术攻关,加快工程设计转化应用,助力中国石化打造中国第一氢能公司。

专家观点

创新探索 确保加氢站建设安全有序

□石油化工行业勘察设计大师、中国石化储运技术中心副站长、广州(洛阳)工程技术总监 何龙辉

到“十四五”末,我国的燃料电池车辆保有量将达到5万辆,配套建设一批加氢站势在必行。作为拥有3万座加油站的中國石化,正在全面推进氢能制、储、输、加、用全产业链建设,努力打造国内第一氢能公司,引领我国氢能产业高质量发展。目前,中国石化已在加氢站、制氢技术、氢燃料电池、储氢材料等多领域赛道跑出了“加速度”。

结合美、韩等国加氢站建设与运营的成功经验,我认为利用现有加油加气站的场地设施改建加氢站,是经济合理的发展路径。建设加氢站应以安全可控为前提,积极推进技术材料工艺创新,开展多种储运方式的探索和实践,提高氢能储运效率,降低储运成本,最大限度利用好宝贵的土地资源。

第一,要努力推广油氢合建站的建设模式,高度重视储氢井建设。目前,燃料电池汽车多采用35兆帕或70兆帕压力等级的高压气态储氢方式,而加氢站高压气态储氢容器的储存压力分别达45兆帕、90兆帕。一旦高压气态储氢容器发生事故,将严重影响整个油氢合建站的设施安全。采用储氢井是一种安全性较高的储氢方式,而且占地较小,有利于在用地紧张、地质条件适合的加油加气站改造建设。结合储气井在CNG(压缩天然气)和小于25兆帕压力下氢气储存的成功经验,经过试验,目前设计压力为50兆帕的储氢井已在重庆石油半山环岛加油加气站建成使用。

第二,随着国内未来加氢需求旺盛,建设规模较大的加氢站势在必行。由于液氢加氢站具有储运效率高、运输成本低、单位投资少、氢气纯度高、站内能耗少等优势,建设规模化的液氢加氢站或是更理想的选择。但液氢制取成本较高,许多液氢储存设备尚未达到国际能源署提出的密度应大于5%、体积储氢密度应在50千克/立方米以上的要求,需进一步加大储氢材料研发力度。

第三,应着力发展长距离输氢管道运输。氢气运输是氢能利用的重要环节,也是当前制约氢能规模应用的主要瓶颈之一。目前,高压氢气采用长管拖车运输的经济距离不到150千米,液氢槽车运输的经济距离不应小于200千米。如果采用管道输送,氢气输送的经济距离将大于500千米,其输送成本约为长管拖车的1/6。我国输氢管道输送正处于起步阶段,规模较小,总里程约400千米,虽然面临着管道材料、氢压缩机、阀门及仪表等设备的巨大挑战,但应用前景依然广阔。

第四,推进氢能制、储、输、加、用全产业链建设,需要完善的标准体系做支撑。目前我国虽然在制氢技术、氢储运、加氢站、燃料电池、氢能应用等方面制定了一些国家标准,但尚不能满足氢能产业链技术发展的需要。压缩储氢、液氢储存、吸附材料储氢、化学储氢及管道输氢等工程建设标准体系亟须完善。

□李卓 张旭 张奇

加氢站是连接上游氢气和下游燃料电池汽车用户的桥梁,是大规模发展氢能交通的基本条件。当前,世界各国纷纷将目光聚焦于氢能技术领域,积极布局氢能产业链,欧美、日本等国家和地区已实现了加氢站商业化运营。近年来,在强有力的政策引导下,随着产业下游需求不断扩大,我国加氢站建设和运营数量也持续增长。

中国石化作为能源行业的重要参与者,在氢气生产、储运和利用等方面拥有丰富的技术和产业经验,其庞大的加油站体系也为发展氢能业务、布局加氢站网络提供了得天独厚的优势。

早在10年前,工程建设公司(SEI)就凭借丰富的模块化建设工程经验及3D模型设计经验,开启氢能领域的研发攻关,是国内最早从事加氢站技术开发的单位之一。多年来,该公司通过“工程技术开发+工程设计+工程咨询服务”模式,培养了一批拥有丰富氢能工程经验的技术骨干,建立了完善的氢能技术体系,确保在氢能技术转化应用中能快速响应,助力中国石化打造氢能产业亮丽新名片。

聚焦“卡脖子”难题 加速攻克加氢站设备核心技术

国外加氢站以在站制氢、加注压力70兆帕为主,具有规模较小、类型多、智能化水平高等特点。国内加氢站则以站外制氢、加注压力35兆帕为主,规模较大但类型单一,智能化水平不高,且核心零部件,如加氢枪、计量仪表、控制阀门等均需依赖进口,存在众多技术难点。

为发挥中国石化在氢气生产、运输及应用中的技术优势,SEI直面挑战,于2011年成立氢能攻关团队,在无任何资料可参考、无任何标准可依的情况下,开始了艰难的攻关之路。

万事开头难。当时,加氢站压缩机、储氢罐、加氢机这三大核心设备核心部件全部依赖进口,给技术攻关带来了种种限制。面对不利局面,SEI氢能攻关团队梳理出“卡脖子”技术难点15项,从提出问题到解决问题,各个击破,稳步向前。

实现氢气快速加注是攻关团队打响的“第一枪”。加氢站储氢罐内高压氢气通过加氢机向燃料电池车载气瓶加注时,会导致车载气瓶持续升温,其材质要求温度不超过85摄氏度。从理论上讲,较低的加注速率可实现车载气瓶不超温,但加注速率低就意味着加注时间长,用户等待时间长、

体验差,相同时间内加注车辆数量少,难以满足氢能交通快速发展的需要。如何缩短加注时间,成为加氢站建设急需解决的难题。

通过反复研究与创新试验,攻关团队决定先降低氢气温度,再进行加注,这样即使氢气加注造成温度升高,也可保证车载气瓶不超温。通过无数次的流程模拟,他们终于找到了加注速率与冷却温度的内在联系,解决了氢气快速加注的难题,迈出了科研攻关的第一步。

经过两年多的努力攻关,2018年5月,SEI成功开发出“两段串并联+预冷成套加氢站”技术,形成了具有自主知识产权的SEI第一代加氢站技术,顺利解决了35兆帕氢气加注条件下储氢罐取气效率低、加注时间长等技术难题。

随后,为满足更高氢气加注压力的需求,SEI以第一代加氢站技术为基础,于2019年4月创新开发了70兆帕氢气加注工艺流程的第二代加氢站技术。与第一代技术相比,第二代技术建立了全链条氢气品质跟踪方法,能更有效地确保氢气加注品质,大幅提高了加氢站整体能效。

完善标准规范 推动加氢站工程设计顺利落地

有了技术,工程设计想要顺利进行,还需要相应的标准和规范提供强有力的制度保障,而标准缺失一直是制约国内氢能产业发展的重要因素之一。

“没有标准,我们就制定标准”,秉承这一理念,除了技术研发,SEI还致力于做好设计标准化工作。他们积极联合其他科研



35兆帕储氢瓶组。

李建永 摄

广州(洛阳)工程

以新能源项目群推进郑卞洛濮氢走廊建设

□李建永

位于洛阳市西工区邙岭大道和丝路大道交叉口的红山加能站,是河南省第一座油氢综合加能站,也是炼化工程集团广州(洛阳)工程采用工程总承包模式建设的第一加氢站项目。

为推动核心业务向氢能新能源转型,广州(洛阳)工程先后承担了万吨级绿氢工程技术开发及绿氢炼化示范、兆瓦级可再生电力电解水制氢、高可靠性高压储氢压力容器的设计制造等国家及中国石化多项重大氢能专项课题研究,先后完成专利申报16项。

早在2020年初,该公司科研设计人员就围绕“油氢合建站及供应链构建与应用”项目中高压氢气储存、加注、设备材料选择等课题展开研究,确立了新建油氢合建站及对现有加油站增加加氢设施两种建设模式,实现了35兆帕、70兆帕加氢站成套技术工艺包开发,并完成了《汽车加油加气加氢站技术标准》《加氢站、油氢合建站工程

技术规范》等标准规范的编制。

2021年9月,广州(洛阳)工程收到河南石油洛阳分公司红山加油站增加35兆帕加氢功能改建项目委托后,立即启动了项目设计。面对项目场地受限、建设进度紧张、设备采购周期长等问题,该公司坚持推行标准化设计,对加氢机、压缩机、制冷机组、储氢瓶组等主要设备进行模块化设计和制造,对加油岛、加氢岛、站房等进行标准化设计和施工,努力实现设计、采购和施工合理交叉,仅用3个月就建成了兼具加氢、光伏发电、充电等功能的油氢合建站,日供氢能力达500千克,每天可为30辆次公交车或50辆次物流车、6辆次电动车提供加氢(充电)服务。

首战告捷,广州(洛阳)工程又陆续收到了濮阳、新乡、安阳等地加氢站项目前期工作委托。为顺应当地氢能产业蓬勃发展的良好态势,该公司组建了新能源项目群,对濮阳、安阳等综合加能站实行统一管理、标准化运作,以实际行动为河南打造郑卞洛濮氢走廊、“十四五”末期氢能产业总价

值破千亿元贡献石化力量。

濮阳市新能源公交场站综合加能站是濮阳市交通局以打造全国领先的综合加能示范站为目标,根据河南省和当地氢能发展规划兴建的旗舰店,除了加油、加气、加氢功能,还包含光伏发电、便利店、服务站等功能。

2022年7月24日,该项目开工建设后,广州(洛阳)工程项目团队克服高温酷暑、疫情防控等众多不利因素,全力确保土建施工、设备安装齐头并进。面对业主临时提出增上两套70兆帕加氢设施的要求,该公司积极与相关设计单位、供应商和施工单位协调,确保新增单元第一时间在预留位置开工建设,确保早日建成投用。

今年1月12日,项目成功交付业主后,加油、加氢、光伏发电及公用工程均投入试运行。该站日加氢能力达1000千克,已成为河南省首座同时具备35兆帕、70兆帕加氢能力的油氢合建站。目前,广州(洛阳)工程总承包的安阳市首座综合加能站正在建设中,将于2月底建成投用。

问:氢气具有无色无味、易燃易爆等特点,从工程建设的角度应如何做好加氢站的安全保障?

答:氢气分子质量小,密度约为空气的1/14,比空气扩散快3.8倍,所以存在易扩散、易泄漏的问题,一旦泄漏到环境中,一般呈向上扩散的趋势。这一特性决定了加氢机、压缩机等设施上部区域不应存在氢气积聚的空间。充分认识氢气的特性,在工程设计中可从以下5个方面做好加氢站的安全保障:一是加氢站的设计严格遵循现行的国家标准和行业规范,特别是站内设备的布置,保证设备间距满足标准要求;二是加氢站内设施按加氢设备区、氢气加注区、商业活动区进行合理分区,避免人流和物流的不必要交叉带来潜在风险;三是将氢气限制在设备和管道内,需放散的含氢气体采用集中汇集、放散到安全位置的措施,避免加氢站内大气环境中存在氢气;四是临氢设备布置在露天开放空间,即使有氢气泄漏,也不会形成集聚,同时在氢气可能泄漏位置设置监测系统,一旦有异常,就立刻联锁停止加氢站的运行,避免发生安全事故;五是加氢站的安全运营须建立健全应急预案,制定科学有效的安全管理制度和操作规程,加强作业人员安全培训、操作培训、持证上岗等。

问:如何选择确定加氢站关键设备路线?在国产化方面进展如何?

答:国内建设的加氢站以长管拖车运送氢气的站外制氢供氢加氢站为主,氢气压缩机、储氢容器和加氢机则是这类加氢站的核心设备。针对这三类设备的性能特点,我们认真分析35兆帕、70兆帕两个等级压力同时加注的特点,确定了接力式压缩技术路线,降低了压缩机的复杂程度,节省了大量的建设投资和运维费用。

在国产化方面,参照国内研发三类关键技术的技术水平,我们已实现了加氢机基本国产化,只有少量国内尚不成熟的组件使用进口产品;45兆帕储氢瓶组和45兆帕储氢罐也实现了国产化;在庆国街加氢站,可以为70兆帕压力等级汽车加注的90兆帕储氢罐也已经成功应用。目前,国内研发团队正在开展35兆帕液压压缩机和70兆帕高压压缩机的国产化研发工作。

知识链接

我国加氢站建设主要技术瓶颈

技术标准不统一

关于加氢站建设技术和标准在业内争议较大,全球范围内也没有统一的标准。以压力等级为例,车载氢系统70兆帕和35兆帕哪个更好,国内外观点都不一致。35兆帕车载储氢瓶无法满足长距离、高载重要求;相比于35兆帕储氢瓶,70兆帕储氢瓶的设备和材料成本,以及加氢站能耗会增加一倍以上,而储氢量仅增加60%左右,其经济性仅适合乘用车。目前70兆帕储氢瓶在全球商用车上的应用有限,国外商用车的发展方向是液氢储氢和深冷高压储氢,乘用车的未来是深冷高压储氢。

技术储备不足

国内目前还缺少涉氢试验检测的条件和数据积累,液氢产业链与国外差距较大,涉及民用液氢的试验检测条件和检测标准方法还是空白,严重阻碍了液氢基础设施的建设和产品开发。

此外,我国在质子交换膜组、发动机、传感器、减压器、瓶口阀等核心产品的技术储备上还比较薄弱,尚有许多技术难点需要攻关,尤其是在加氢站建设过程中的氢气压缩机、加氢站不锈钢材料、加氢站温度,以及氢气运输等方面还存在一定差距。这些都需要给予相关企业足够的时间和空间来改进。